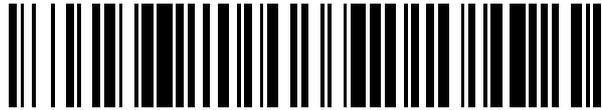


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 546 409**

51 Int. Cl.:

G01V 1/46

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **16.04.2010 E 10715066 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **19.08.2015 EP 2419762**

54 Título: **Sistema y método para crear imágenes tridimensionales de propiedades acústicas no lineales en una región remota desde un agujero de pozo**

30 Prioridad:

11.05.2009 US 463802

16.04.2009 US 170070 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

23.09.2015

73 Titular/es:

CHEVRON U.S.A., INC. (50.0%)

6001 Bollinger Canyon Road

San Ramon, CA 94583, US y

LOS ALAMOS NATIONAL SECURITY LLC (50.0%)

72 Inventor/es:

JOHNSON, PAUL A.;

VU, CUNG;

TEN CATE, JAMES A.;

GUYER, ROBERT;

LE BAS, PIERRE-YVES;

NIHEI, KURT T.;

SCHMITT, DENIS P. y

SKELT, CHRISTOPHER

74 Agente/Representante:

CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

ES 2 546 409 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Sistema y método para crear imágenes tridimensionales de propiedades acústicas no lineales en una región remota desde un agujero de pozo.

Derechos del gobierno

5 Esta invención se realizó con el apoyo del Gobierno en virtud del Acuerdo de Cooperación en Investigación y Desarrollo (CRADA) Número de Contrato DE-AC52-06NA25396 otorgado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. El Gobierno puede tener determinados derechos en esta invención.

Campo

10 La presente invención se relaciona en general con la interrogación sísmica de formaciones rocosas, y más particularmente, con la creación de imágenes tridimensionales de propiedades no lineales y con la relación de velocidad de compresión con velocidad de corte en una región remota de un agujero de pozo utilizando una combinación de fuentes en un agujero de pozo configurado para proporcionar energía elástica, y recibir y analizar una tercera onda resultante formada por un proceso de mezclado de tres ondas.

Antecedentes

15 La interrogación acústica de rasgos subsuperficiales tiende a limitarse por el tamaño y potencia de las fuentes prácticas, y en la práctica, la salida de los transductores acústicos de fondo de pozo se limita por las capacidades de transmisión de potencia del cable de línea fija. Las señales de alta frecuencia tienen una distancia de penetración relativamente corta, mientras que las señales de baja frecuencia requieren en general fuentes grandes, sujetadas a la pared del agujero de pozo, para maximizar la transferencia de energía a la formación y minimizar las señales indeseadas dentro del recinto de pozo. Actualmente, se diseñan herramientas acústicas del agujero de pozo con fuentes acústicas en el agujero de pozo para detectar ondas acústicas de retorno que se propagan a lo largo de las paredes del agujero de pozo o se dispersan mediante heterogeneidades de las propiedades lineales de las formaciones rocosas que rodean el agujero de pozo. La Patente Estadounidense No. 7,301,852 otorgada a Leggett, III et al., describe una herramienta de Registro Mientras que se Perfora, diseñada para detectar límites de formaciones rocosas, con dos arreglos de fuentes acústicas que se emiten desde un agujero de pozo generando una tercera onda mediante mezclado no lineal asumido en rocas en la ubicación de intersección de las señales acústicas. La tercera onda se dispersa por las heterogeneidades en las propiedades subsuperficiales, y la señal dispersa se detecta por sensores en la herramienta de registro. Los arreglos de fuentes solo se describen como direccionales sin ninguna descripción adicional.

20 Se han hecho intentos para caracterizar las propiedades no lineales de una formación en el área de prospectos de crudo y gas de agujeros de pozo, pero cada uno tiene sus propias limitaciones. Por ejemplo, la Patente Estadounidense No. 5,521,882 otorgada a D'Angelo et al., describe una herramienta acústica diseñada para registrar, con receptores de presión, las ondas no lineales que se propagan a lo largo de la pared del agujero de pozo con penetración limitada en la formación rocosa circundante y se refractan de nuevo en el fluido del recinto de pozo. La Patente Estadounidense No. 6,175,536 otorgada a Khan describe un método para estimar el grado de no linealidad de formaciones terrestres a partir del análisis espectral de señales sísmicas transmitidas en la formación desde un agujero de pozo y recibidas en un segundo agujero de pozo. En vista de estos intentos anteriores, subsiste la necesidad de un aparato y método para generar imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota de un agujero de pozo.

30 Se proporciona el documento US-A-5521882 que describe un aparato y un método para determinar una indicación de una propiedad no lineal de la formación. El método comprende utilizar una herramienta acústica en un agujero de pozo para generar de forma sustancial y simultánea primera y segunda señales de diferentes frecuencias, para medir la amplitud de una señal a una frecuencia que es ya sea la diferencia o la suma de las frecuencias de la primera y segunda señales, y utilizar la amplitud medida para determinar una indicación de la no linealidad de la formación. La indicación de no linealidad de la formación se determina de acuerdo con una relación que relaciona la amplitud medida en la frecuencia medida con la amplitud (s) de la fuente (s) de la primera y segunda señales, la frecuencia de medición, la velocidad de onda medida, la distancia del receptor desde la fuente (s), y una función de los parámetros no lineales y lineales de la formación. La indicación de no linealidad luego se utiliza para dar una indicación de la consolidación relativa de la formación que rodea el agujero de pozo.

40 El documento US-A-7301852 describe un método y un aparato para utilizar una herramienta de registro acústico transmitida en un agujero de pozo en una formación terrestre para determinar una característica de la formación. El método comprende utilizar una primera fuente acústica para generar una señal acústica en la formación terrestre a una primera frecuencia. Una segunda fuente acústica separada de la primera fuente se utiliza para generar una señal acústica en la formación terrestre a una segunda frecuencia diferente de la primera frecuencia. Un receptor

acústico se utiliza para recibir una tercera señal acústica indicadora de dicha característica. La tercera señal acústica puede tener una frecuencia sustancialmente igual a una diferencia entre la primera frecuencia y la segunda frecuencia. La tercera señal acústica se produce por una interacción no lineal entre la primera señal y la segunda señal en una parte de la formación terrestre.

5 Resumen

La invención se define en las reivindicaciones adjuntas.

10 De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describe un método para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un agujero de pozo utilizando una herramienta de registro transmitida. El método incluye disponer con una configuración espacial específica una primera fuente en el agujero de pozo y generar un haz primario dirigible de energía elástica a una primera frecuencia; disponer una segunda
15 fuente en el agujero de pozo y generar un haz primario dirigible de energía elástica en una segunda frecuencia, de tal manera que los dos haces dirigibles se intersectan en una ubicación lejos del agujero de pozo; recibir mediante un arreglo de sensores en el agujero de pozo la llegada de la tercera onda elástica, creada mediante un proceso de mezclado de tres ondas en la formación rocosa, con una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y segunda frecuencias principales, que se propaga de nuevo al agujero de pozo en una dirección específica; localizar la región de mezclado de tres ondas con base en la disposición de la primera y segunda fuentes y en las propiedades de la tercera señal de onda; y crear imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales utilizando datos registrados al repetir la generación, recibir y localizar etapas en una pluralidad de acimuts, inclinaciones y ubicaciones longitudinales de la primera fuente o la segunda fuente, o ambos dentro del agujero de pozo.

20 De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describe un método para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un agujero de pozo utilizando una herramienta de registro transmitida. El método incluye disponer con una configuración espacial específica una primera fuente en el agujero de pozo y generar una onda principal de energía elástica a una primera frecuencia; disponer una segunda fuente en el agujero de pozo y generar una onda principal de energía elástica en una segunda frecuencia; recibir mediante un
25 arreglo de tres sensores de componentes en el agujero de pozo la llegada de la tercera onda elástica creada mediante un proceso de mezclado de tres ondas, con una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y segunda frecuencias principales, que se propaga de nuevo al agujero de pozo; determinar la dirección de propagación de la tercera onda a partir de las señales recibidas mediante el arreglo de sensor; formar imágenes del sitio de la región de mezclado de tres ondas con base en la disposición de la primera y segunda fuentes y la dirección de propagación de la tercera onda; y crear imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales utilizando datos registrados al repetir la generación, recibir, determinar y formar imágenes de etapas en una pluralidad de acimuts, inclinaciones y ubicaciones longitudinales dentro del agujero de pozo.

35 De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describen métodos adicionales para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un agujero de pozo utilizando una herramienta de registro transmitida. Estos comparten la configuración común de dos fuentes y un arreglo de sensores en el agujero de pozo, pero difieren en que una u otra de las fuentes puede generar un haz dirigible o una onda de energía elástica, y las unidades de sensor en el arreglo pueden ser una combinación de dispositivos no direccionales y de tres componentes. El método incluye disponer con una configuración espacial específica una primera fuente en el agujero de pozo y generar ya sea un haz primario dirigible de energía elástica o una onda principal de energía elástica a una primera frecuencia; disponer una segunda fuente en el agujero de pozo y generar ya sea un haz primario dirigible de energía elástica o una onda principal de energía elástica en una segunda frecuencia, de tal manera que la energía de las dos fuentes se mezclan en ubicaciones lejos del agujero de pozo; recibir mediante un arreglo de sensores en el agujero de pozo la llegada directa de la tercera onda elástica, creada mediante un proceso de mezclado de tres ondas, con una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y
45 segunda frecuencias principales, que se propaga de nuevo al agujero de pozo en una dirección específica; localizar la región de mezclado de tres ondas con base en la disposición de la primera y segunda fuentes y en las propiedades de la tercera señal de onda; y crear imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales utilizando datos registrados al repetir la generación, recibir y localizar etapas en una pluralidad de acimuts, inclinaciones y ubicaciones longitudinales dentro del agujero de pozo.

50 De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, las imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales de las formaciones que circundan el agujero de pozo se transforman a propiedades de depósito utilizando relaciones apropiadas entre la no linealidad de la formación y dichas propiedades. Las imágenes pueden ser de propiedades en el momento del registro, o pueden representar cambios entre dos series de registro separadas por el paso del tiempo.

55 De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describen métodos para crear imágenes tridimensionales de la relación de velocidad acústica de compresión con velocidad de corte de las rocas que circundan el agujero de pozo. Estos métodos son variaciones de los métodos para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales discutidos en los párrafos [0005] a [0008], anteriores.

De acuerdo con algunos aspectos de la descripción, se describe un aparato para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales y la relación de velocidad de compresión con velocidad de corte de las formaciones rocosas remotas desde un agujero de pozo utilizando una herramienta de registro transmitida. El aparato incluye una primera fuente dispuesta en el agujero de pozo y configurada para generar un haz dirigible o una onda de energía elástica a una primera frecuencia; una segunda fuente dispuesta en el agujero de pozo y configurada para generar un haz dirigible o una onda de energía elástica en una segunda frecuencia, de tal manera que los haces u ondas en la primera frecuencia y la segunda frecuencia se interceptan en una ubicación lejos del agujero de pozo; y un arreglo de sensores no direccional o de tres componentes configurado para recibir una tercera onda elástica si aquellas de las propiedades no lineales de la región de interés resultan en la creación de la tercera onda elástica mediante un proceso de mezclado de tres ondas que tiene una frecuencia igual a una diferencia de la primera y la segunda frecuencias y una dirección específica de propagación de nuevo en el agujero de pozo; un primer procesador dispuesto en el agujero de pozo para controlar encendido y registro de fuente de la tercera onda elástica; un dispositivo configurado para transmitir datos boca de pozo a través de un cable de línea fija para una herramienta cableada; y un segundo procesador dispuesto para crear las imágenes tridimensionales con base, en parte, en las propiedades de la tercera onda recibida y la disposición de la primera y segunda fuentes.

Estos y otros objetos, características y rasgos de la presente invención, así como los métodos de operación y funciones de los elementos de estructura relacionados y la combinación de partes y economías de producción, serán evidentes en consideración de la siguiente descripción y de las reivindicaciones adjuntas con referencias a los dibujos acompañantes, todos de los cuales forman una parte de esta especificación, en donde números de referencia similares designan partes correspondientes en las varias Figuras. Sin embargo, se entenderá de forma expresa que los dibujos son solo para el propósito de ilustración y descripción y no se proponen como una definición de los límites de la invención. Como se utiliza en la especificación y en las reivindicaciones, la forma singular de "un", "una" y "el", "la" incluyen los referentes plurales a menos que el contexto dicte claramente lo contrario.

Breve descripción de los dibujos

La Figura 1 muestra una configuración para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un agujero de pozo de acuerdo con diversos aspectos de la descripción

La Figura 2 muestra una configuración para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un agujero de pozo de acuerdo con aspectos de la descripción.

La Figura 3 muestra una configuración para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un agujero de pozo de acuerdo con aspectos de la descripción.

La Figura 4 muestra un diagrama de flujo para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un agujero de pozo de acuerdo con diversos aspectos de la descripción.

Las Figuras 5a, 5b y 5c muestran una simulación numérica de la regla 1 de selección para una interacción haz-haz de la Tabla 1 cuando las dos ondas principales son haces.

La Figura 6 ilustra la geometría de la generación de la tercera onda de frecuencia de diferencia mediante mezclado no lineal de dos ondas acústicas principales que se rigen por la regla de selección de mezclado no lineal.

La Figura 7 muestra una aplicación de los aspectos de la descripción para formar imágenes utilizando un haz y un haz amplio u onda plana.

Descripción detallada

La Figura 1 muestra una de las diversas posibles configuraciones para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales y la relación de velocidad de compresión con velocidad de corte en una región remota desde un agujero de pozo de acuerdo con diversos aspectos de la descripción. La primera fuente 105 se dispone en el agujero de pozo 110 para generar un haz primario dirigible de energía acústica a una primera frecuencia f_1 . La segunda fuente 115 también se dispone en el agujero de pozo 110 para generar un haz primario dirigible de energía acústica en una segunda frecuencia f_2 . Por vía de un ejemplo no limitante, la primera fuente 105 y segunda fuente 115 puede ser un arreglo de haces de fuentes y se puede configurar para generar haces dirigibles ya sea de compresión o de corte.

Como se muestra en la Figura 1, la primera fuente 105 se dispone sobre el primer cuerpo 120 de herramienta y la segunda fuente 115 se dispone sobre el segundo cuerpo 125 de herramienta. Sin embargo, la descripción no se limita al primer cuerpo 120 de herramienta y segundo cuerpo 125 de herramienta también se pueden disponer junto al cuerpo de herramienta común (no mostrado). Los cuerpos 120 y 125 de herramienta se disponen para ser independientemente móviles dentro del agujero de pozo 110 en por lo menos dos grados de libertad que incluyen

traslado a lo largo del eje 150 longitudinal del agujero de pozo 110 y rotación 155 en el acimut alrededor del eje longitudinal del agujero de pozo 110. La primera fuente 105 se puede disponer por arriba o por abajo de la segunda fuente 115 en el agujero de pozo 110. Los cuerpos 120 y 125 de herramienta se pueden disponer en una herramienta de registro transmitida (no mostrada) dentro del agujero de pozo 110.

5 Para una orientación dada de acimut de la primera fuente 105 y la segunda fuente 115, el haz generado por la segunda fuente 115 y el haz generado por la primera fuente 105 se configuran de tal manera que los haces convergen y se interceptan en las zonas 130 de mezclado lejos del agujero de pozo 110. Mediante una combinación de dirección independiente de los haces y cambio de separación entre las fuentes 105, 115, las zonas 130 de
10 mezclado se mueven en el plano definido por los haces y el eje 150 longitudinal del agujero de pozo, mientras que se controla el ángulo de intercepción. La distancia de la zona 130 de mezclado desde el agujero de pozo 110 puede cambiar desde cerca del borde del agujero de pozo 110 a aproximadamente 300 metros en la formación rocosa, subsuperficial, circundante. Por vía de ejemplo no limitante, la diferencia de fase y/o retardos de tiempo entre los elementos adyacentes en el arreglo de fuentes referido en el párrafo [0018] se pueden modificar para enfocar la energía acústica de los haces principales en una zona particular de mezclado.

15 Las propiedades no lineales de la tierra en la ubicación entre las dos ondas dan como resultado la generación de una tercera onda elástica. La tercera onda elástica es el resultado de un proceso de mezclado de tres ondas que ocurre en materiales no lineales, en este caso, formaciones rocosas. En este proceso, dos ondas no colineales convergentes de diferentes frecuencias, f_1 y f_2 , también denominadas ondas principales, se mezclan para formar ondas adicionales a las frecuencias armónicas y de intermodulación $f_1 - f_2$, $f_1 + f_2$, $2xf_1$ y $2xf_2$, etc. La resistencia de la
20 tercera onda es una función de la no linealidad de las rocas en las zonas de mezclado. Por vía de ejemplo no limitante, cuando una onda principal de compresión (P) con una frecuencia f_1 y una onda principal de corte (SV) con una frecuencia f_2 cruzan en un medio no lineal, se genera una tercera onda de compresión (P) o de corte (SV) con una frecuencia $f_1 - f_2$. Para descripción adicional, ver Johnson et al. (1987) y Johnson and Shankland (1989).

25 Como se analiza adicionalmente en los párrafos [0031] y [0033] posteriores en virtud de las reglas de selección de propagación, el vector de propagación de la tercera onda es co-planar con los vectores de propagación de las dos ondas principales. Determinadas combinaciones del ángulo de intersección, relación f_1/f_2 y relación de velocidad de compresión con velocidad de corte dan como resultado en una tercera onda elástica con la frecuencia $f_1 - f_2$ que se propaga en un ángulo específico con relación a los haces principales de nuevo al agujero de pozo 110.

30 El arreglo 135 de sensores o de receptores se dispone en una ubicación específica en el agujero de pozo 110 para detectar la tercera onda que retorna al agujero de pozo 110. En algunos aspectos de la descripción, como se muestra en la Figura, el arreglo 135 de sensores comprende más de un sensor dispuesto como un arreglo de sensores en el cuerpo 140 de herramienta de sensor y separado de los cuerpos 120 y 125 de herramienta. El sensor 135 se configura para que se mueva independientemente dentro del agujero de pozo 110 a lo largo del eje 150 longitudinal del agujero de pozo 110. En algunos aspectos, el cuerpo 140 de herramienta de sensor se dispone por
35 abajo de los cuerpos 120 y 125 de herramienta o se dispone por abajo y por arriba de los cuerpos 120 y 125 de herramienta. En algunos aspectos, el cuerpo 140 de herramienta de sensor se conecta a cualquiera o ambos cuerpo 120 y 125 de herramienta.

40 La tercera onda se detecta en el agujero de pozo 110 por el arreglo 135 de sensores. La Figura 2 muestra una disposición similar a la Figura 1, en donde el receptor 135 se reemplaza por el geófono 145 de tres componentes sujetado a las paredes del agujero de pozo. La señal resultante se descompone mediante procesamiento en su inclinación y acimut con el fin de adicionar redundancia al sistema al determinar la dirección de la llegada de la tercera onda entrante.

45 En algunos aspectos, se puede disponer un primer procesador configurado para ejecutar instrucciones legibles por máquina (no mostrados) en el agujero de pozo 110 para realizar diversas tareas de procesamiento, tales como controlar el encendido y compresión de la fuente o filtrar los datos registrados por el arreglo 135 de sensores. Se puede disponer un segundo procesador configurado para ejecutar instrucciones legibles por máquina (no mostradas) fuera del agujero de pozo 110 para ayudar al primer procesador o para realizar diferentes tareas de procesamiento que el primer procesador. Por ejemplo, el segundo procesador puede realizar parte o todas las actividades de procesamiento al crear las imágenes tridimensionales. Se puede disponer un transmisor o transceptor (no mostrado)
50 en el agujero de pozo 110 para transmitir datos de boca de pozo a través de un cable de línea fija (no mostrado).

55 A una profundidad dada a lo largo del agujero de pozo de una de las fuentes 105, 115, barrer los haces en inclinación a soporte relativo constante para explorar espacialmente la zona de mezclado en un plano que pasa a través del eje del agujero de pozo, hacer girar las fuentes en forma de acimut para explorar rotacionalmente la región de mezclado y mover el montaje completo a lo largo del agujero de pozo 110, da como resultado la exploración en un volumen 3D de las zonas de mezclado alrededor del agujero de pozo para propiedades no lineales. Con las fuentes 105, 115 y el arreglo 135 de sensores colocados en cuerpos de herramienta independientes, se pueden obtener alta redundancia en los datos y se puede variar la profundidad de investigación. De esta manera, para las propiedades no lineales se puede interrogar un volumen 3D de las rocas que circundan el

agujero de pozo y se puede procesar y calcular una imagen 3D de las propiedades no lineales a partir de las señales retornadas.

La Figura 3 muestra otra disposición para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un agujero de pozo de acuerdo con diversos aspectos de la descripción. La disposición de la Figura 3 es similar a la disposición en la Figura 2, siendo la diferencia principal de que las fuentes se disponen en el agujero de pozo 110 para producir ondas elásticas en lugar de haces dirigibles. Con referencia a la Figura 3, la primera fuente 305 se dispone en el agujero de pozo 110 en el primer cuerpo 320 de herramienta para generar una primera onda elástica de energía acústica a una primera frecuencia f_1 . La segunda fuente 315 se dispone en el agujero de pozo 110 en el segundo cuerpo 325 de herramienta para generar una segunda onda elástica de energía acústica a una segunda frecuencia f_2 . La primera y segunda ondas elásticas producidas por las fuentes 305, 315 se disponen para intersección lejos del agujero de pozo 110 en varias zonas 130 de mezclado. El receptor 145 se dispone dentro del agujero de pozo 110 para recibir una tercera onda que se produce en la zona 130 de mezclado por el proceso de mezclado de tres ondas discutido anteriormente y se discute adicionalmente adelante. Debido a que las ondas producidas por las fuentes 305, 315 son esencialmente no direccionales, el mezclado entre las ondas se presenta simultáneamente en el área completa de la zona 130 de mezclado, que también se extiende fuera del plano de la Figura, y el receptor 145 tiende a tener características direccionales. Por vía de ejemplo no limitante, se puede utilizar un arreglo de geófono de tres componentes para este propósito. La señal resultante se descompone mediante procesamiento en múltiples señales de llegada en un rango de inclinaciones y acimuts y tiempos de viaje. Dadas las ubicaciones de las fuentes y de los receptores, los tiempos de viaje y las direcciones de cada llegada direccional descompuesta, hay suficiente información para aplicar las reglas de selección descritas más adelante en los párrafos [0031] a [0033] para determinar una única zona de mezclado donde se genera la tercera onda. Esta única correlación permite la construcción de una imagen tridimensional a partir de las propiedades de la señal recibida.

La Figura 4 muestra un método para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales y la relación de velocidad de compresión con velocidad de corte en una región remota de un agujero de pozo utilizando una herramienta de registro transmitida. El método inicia en 405 donde se dispone una primera fuente en el agujero de pozo para generar una energía elástica de haz dirigible a una primera frecuencia y una segunda fuente se dispone en el agujero de pozo para generar un haz dirigible de energía elástica a una segunda frecuencia. Los haces dirigibles en la primera y segunda frecuencias se disponen para interceptarse en una ubicación lejos del agujero de pozo. Como tal, el segundo haz se genera en el mismo acimut como el primer haz, pero en una diferente inclinación con relación al eje longitudinal del agujero de pozo. El método continúa en 410 donde se recibe una tercera onda elástica en el agujero de pozo mediante un arreglo de sensores. Como se discutió anteriormente, se crea la tercera onda elástica mediante un proceso de mezclado de tres ondas, con una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y segundas frecuencias y una dirección de propagación hacia el agujero de pozo. En 415, una ubicación de mezclado de tres ondas lejos del agujero de pozo se determina a partir de la disposición de la primera y segunda fuentes y de las propiedades de la tercera onda, recurriendo a las reglas de selección discutidas adelante en los párrafos [0031] a [0033]. En 420, se crean imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales utilizando los datos registrados al repetir la generación de la etapa 405, la recepción de la etapa 410 y la determinación de la etapa 415 a una pluralidad de acimuts, inclinaciones y ubicaciones longitudinales dentro del agujero de pozo. En los casos de interacción de compresión-corte, las señales recibidas se analizan en la etapa 425 para la relación de velocidad de compresión/ corte (V_p/V_s) de acuerdo con el párrafo [0038]. En 430, las propiedades no lineales se transforman a propiedades de depósito físico tal como saturación de fluido, esfuerzo efectivo, densidad de fractura y mineralogía.

En algunos aspectos de la presente descripción, la primera y segunda fuentes pueden ser fuentes de haz o de ondas cilíndricas o esféricas, y el arreglo de sensores puede ser cualquier combinación de sensores de componente único no direccionales y geófonos de tres componentes. Las permutaciones alternativas de las partes componentes ofrecen diferentes grados de redundancia en el procesamiento de señales y en la formación de imágenes.

Se han reportado demostraciones experimentales del mezclado no lineal de dos ondas acústicas en el sólido, por ejemplo por Rollins, Taylor and Todd (1964), Johnson et al. (1987) y Johnson and Shankland (1989). En el caso especial donde una onda de compresión principal (P) con una frecuencia f_1 y una onda de corte principal (S) con una frecuencia f_2 se cruzan entre sí, en un medio no lineal, se genera una tercera onda P o S con la frecuencia $f_1 - f_2$. Si las ondas principales P y S son haces con vectores k_1 y k_2 de onda, respectivamente, y la propiedad de formación no lineal es uniforme, la cinemática de la interacción de ondas requiere que la tercera onda resultante sea una onda plana con el vector k_3 de onda que obedece la regla de selección $k_1 - k_2 = k_3$. La regla de selección impone una restricción muy estrecha en los ángulos de cruce permisibles para las ondas principales y una dirección de propagación específica de la tercera onda. La teoría cinemática general para el mezclado no lineal de dos ondas planas lineales y las reglas de selección y las respuestas de amplitud tienen contribuciones de Jones and Kobett (1963), Rollins, Taylor et al. (1964) y posteriormente por Korneev, Nihei and Myer (1998), quienes también proporcionaron relaciones específicas entre parámetros no lineales del medio de mezclado y la resistencia de la señal de mezclado no lineal. Por ejemplo, la ecuación 53 y 54 de Korneev, Nihei and Myer muestra que la

resistencia de mezclado de las ondas planas de P y SV (corte verticalmente polarizado) es proporcional a una combinación específica de parámetros no lineales de las rocas.

5 Las reglas de selección de Korneev, Nihei and Myer que rigen la interacción no lineal de dos ondas planas elásticas se puede utilizar como guía para la interacción de dos haces elásticos. Estas dos reglas de selección de ondas planas dictan que las siguientes seis interacciones no lineales producen ondas retrodispersas.

Tabla 1.- Reglas de Selección que Rigen la Interacción No Lineal de Dos Ondas Planas Elásticas. En esta tabla, y en otra parte de este documento, f_1 es mayor que f_2

Reglas de selección	1 ^{er} haz u onda	2 ^{do} haz u onda	3 ^{er} haz u onda resultante del 1 ^{er} + 2 ^{do}
1	$P(f_1)$	$SV(f_2)$	$P(f_1-f_2)$
2	$P(f_1)$	$SV(f_2)$	$SV(f_1-f_2)$
3	$P(f_1)$	$SH(f_2)$	$SH(f_1-f_2)$
4	$P(f_1)$	$SV(f_2)$	$P(f_1+f_2)$
5	$SV(f_1)$	$SV(f_2)$	$P(f_1+f_2)$
6	$SH(f_1)$	$SH(f_2)$	$P(f_1+f_2)$

10 Las Figuras 5a, 5b y 5c muestran una simulación numérica de la regla 1 de selección de la Tabla 1 cuando las dos ondas principales son haces de una interacción haz-haz. Un haz de compresión de 25 kHz, mostrado en la Figura 5a, y un haz de corte de 18 kHz, mostrado en la Figura 5b, se mezclan para formar un tercer haz, mostrado en la Figura 5c, con la frecuencia 7 kHz = 25 kHz - 18 kHz. En este ejemplo, de acuerdo con las predicciones de onda plana de Korneev, Nihei and Myer, se genera un tercer haz P de retropropagación con la frecuencia $(f_1 - f_2)$ en un ángulo de 133° a la onda $P(f_1)$ mediante mezclado no lineal en la región donde se traslapan los haces $P(f_1)$ y $SV(f_2)$.

15 La cinemática de las interacciones no lineales de los haces da como resultado la generación de combinaciones específicas de vectores y frecuencias de ondas. La tercera onda retorna en un tiempo de viaje específico, y con frecuencias específicas f_3 y vectores k_3 de onda tales como $f_3 = f_1 - f_2$ y $k_3 = k_1 - k_2$. Para una combinación de f_1, f_2, k_2 y k_3 , se presenta un vector k_3 de onda de propagación bien definido de la tercera onda en el mismo plano, definido por k_1 y k_2 . Se presenta una correspondencia directa entre la señal detectada en una posición particular de receptor y la ubicación donde tiene lugar el mezclado no lineal de las dos ondas principales k_1 y k_2 . La resistencia de la señal de receptor será proporcional a la resistencia de la no linealidad de las rocas en la zona de mezclado, entre otros factores, y alcanza un máximo para un receptor que se encuentra en el vector k_3 . Por lo tanto, la resistencia de la señal en los receptores se puede mapear de forma geométrica sobre la no linealidad de las rocas a lo largo de la trayectoria del haz como se indica por la Figura 1.

25 La teoría geométrica de la propagación de ondas indica que el haz generado en cada zona de interacción llegará al agujero de pozo en un receptor específico definido por la geometría de los tres vectores k_1, k_2 y k_3 de onda, después de un retardo de tiempo específico. La resistencia de la señal de retorno en una ubicación específica en el agujero de pozo en un momento particular es dependiente del grado de no linealidad de la ubicación de interacción, y por lo tanto se puede construir una imagen del tiempo de la resistencia relativa de las propiedades no lineales de las rocas a lo largo del haz. La magnitud de amplitud de una señal retornada en los receptores es por sí misma indicadora de determinadas propiedades petrofísicas de la zona de mezclado. Si el haz y la onda plana se exploran en el acimut y la inclinación mientras que se conserva el ángulo de convergencia necesario, se puede obtener una imagen 3D circunferencial, localizada y radial de las propiedades no lineales de las rocas que circundan el agujero de pozo. Al mover el montaje completo hacia arriba y hacia abajo en el agujero de pozo, se obtienen imágenes 3D repetidas de las propiedades no lineales de las rocas que circundan el agujero de pozo. Al hacer pilas ponderadas de estas imágenes repetidas, se puede construir una imagen final de las propiedades no lineales de las rocas que circundan el agujero de pozo completo a través del procesamiento en ordenador posterior. Además, si las fuentes y los receptores son parte de tres cuerpos separados de herramienta, se pueden mover uno o dos mientras que el tercero se fija (por ejemplo, las fuentes se fijan mientras que se mueven hacia arriba y hacia abajo el cuerpo de la herramienta de receptor). Alternativamente, se pueden realizar diversos descensos en el pozo con diferente espaciado entre los cuerpos de herramienta.

Para el mezclado no lineal entre un haz elástico y un haz más amplio (onda casi plana), se relaja la regla de selección. Tres ondas de frecuencia $f_1 - f_2$, centradas alrededor de los vectores $k_3 = k_1 - k_2$ de onda, se generan de forma continua a lo largo del haz primario si el ancho del haz es aproximadamente diez longitudes de onda de la tercera onda. La resistencia de señal resultante para $f_3 = f_1 - f_2$ es una función de las propiedades no lineales promedio de la región de mezclado, la relación promedio de velocidad de propagación f_1 y la velocidad promedio de propagación f_2 (se señala que f_1 y f_2 pueden ser de compresión o de corte), el volumen de la zona de mezclado y la geometría del mezclado. Esta función se puede calcular para diversos modos de mezclado. Por ejemplo, la resistencia de señal de un modo de mezclado importante particular tal como la onda de compresión P para f_1 y SV para f_2 se da por

$$U = 2\pi^2 \beta_{PS,P} A_1 B_2 \frac{f_1 f_2 (f_1 - f_2) V_{PS,P}}{V_P^2 V_S} \frac{V_{PS,P}}{r} F_{PSvP} \Delta_{PS,P} \quad (1)$$

donde U es la amplitud de desplazamiento de la tercera onda recibida en el agujero de pozo, A_1 es la polarización longitudinal de la onda de compresión y B_2 es la polarización transversal de la onda de corte. β es una función de los parámetros A, B y C de Landau and Lifschitz que representan la no linealidad de rocas en la zona de mezclado. v es el volumen de la zona de mezclado, r es la distancia desde la zona de mezclado al receptor. F es el factor de forma geométrica de orden 1 que es dependiente de la geometría de los haces incidentes y se puede calcular numéricamente a partir de la teoría de Korneev, Nihei, Myers para la geometría particular. Δ es un factor de forma de regla de selección que es una función numéricamente computable de los vectores k_1 , k_2 y k_3 de onda y es solo significativo si la geometría de interacción respeta las reglas de selección. El subíndice PSvP en la fórmula se refiere a la interacción de compresión-corte que genera una onda de compresión.

De acuerdo con determinados aspectos de esta descripción, se puede construir una imagen de la relación de velocidad de compresión con velocidad de corte como sigue. Cuando una de las fuentes genera una onda de compresión (onda P) con frecuencia f_1 y la otra fuente genera una onda SV con frecuencia f_2 y ambas ondas se orientan hacia un volumen de mezclado específico, la dirección de propagación de la tercera onda de compresión (onda P) con la frecuencia de diferencia $f_3 = f_1 - f_2$ se controla por la relación Vp/Vs promedio in situ de la roca en la zona de mezclado que se rige por las reglas de selección como se muestra en la Figura 6. A partir de las mediciones de la señal en el arreglo 145 de receptor de tres componentes en la Figura 2 o Figura 3, la dirección de esta tercera onda se puede determinar y de este modo, se puede calcular el Vp/Vs in situ de la zona de mezclado. Si el haz y la onda plana se exploran en acimut e inclinación mientras que se conserva el ángulo de convergencia necesario, se puede obtener una imagen 3D localizada, circunferencial y radial de una relación Vp/Vs in situ de las rocas que circundan el agujero de pozo. Al mover el montaje completo hacia arriba y hacia abajo en el agujero de pozo, se pueden obtener imágenes 3D repetidas de Vp/Vs in situ de las rocas que circundan el agujero de pozo. Al hacer la pila ponderada de estas imágenes repetidas, se puede construir una imagen final del Vp/Vs in situ de las rocas que circundan el agujero de pozo completo a través del procesamiento subsiguiente en ordenador. Alternativamente, se pueden realizar diversos descensos en el pozo con diferente separación final entre los cuerpos de herramienta.

En algunos aspectos de esta descripción, se logra una determinación alternativa de la relación Vp/Vs a través de la exploración de la relación de las frecuencias f_1 a f_2 de los haces principales. La Figura 6 ilustra la geometría de la interacción de dos haces tal como aquellos generados en la configuración de la Figura 1, que se puede analizar utilizando matemáticas vectoriales y trigonometría, descrito anteriormente en los párrafos [0031] a [0034]. Las longitudes k_1 y k_2 de los vectores k_1 y k_2 se definen por la relación de sus correspondientes frecuencias y velocidades. Como se muestra en la Figura 6, el ángulo de retorno ϕ es una función de f_1/f_2 , la relación Vp/Vs y el ángulo de intersección θ de los dos haces principales. Adicionalmente, las reglas de selección física solo permiten la generación de una tercera onda en combinaciones específicas de f_1/f_2 , la relación Vp/Vs y el ángulo de intersección θ , tal como el ejemplo ilustrado en la Figura 5.

Utilizando el símbolo r para la relación Vp/Vs y los términos definidos en la Figura 6, la magnitud k_3 del vector k_3 se da por la suma vectorial de k_1 y k_2 , que es $k_3 = |k_1 - k_2| = \frac{k_1 - k_2}{V_P}$ y también por la regla de coseno que indica $k_3^2 = k_1^2 - k_2^2 - 2k_1 k_2 \cos \theta$. Combinando las dos ecuaciones, y sustituyendo f_1/Vp por k_1 , y f_2/Vs por k_2 , lleva a una declaración de las condiciones geométricas impuestas por las reglas de selección. La ecuación cuadrática $\frac{\Delta_P^2}{f_2^2} - 2 \cos \theta r - \frac{\Delta_S}{f_2} + 2 = 0$ se puede resolver para r , la relación Vp/Vs de la zona de mezclado. Esto lleva a un método alternativo no limitante para medir la relación Vp/Vs in situ de una región de mezclado particular mediante la siguiente secuencia: a) registrar un logaritmo de forma de onda sónica normal para determinar Vp y Vs cerca del recinto de pozo para adquirir datos para estimar las diferencias de fase entre los elementos adyacentes en un arreglo de fuentes en fase para orientar los haces al ángulo de convergencia aproximado para la geometría de la medición planeada; b) orientar las fuentes P y SV para converger en un ángulo θ controlado y mezclar en una región particular en el espacio que circunda el agujero de pozo; c) variar f_2 mientras que se fija f_1 y medir la amplitud de la señal recibida en la frecuencia de diferencia $f_1 - f_2$ en los sensores del agujero de pozo; d) identificar la frecuencia a la cual la señal de cada receptor en el arreglo alcanza una resistencia de amplitud máxima; y e) determinar los

ángulos θ y ϕ a partir de la geometría de las fuentes y receptores. Al barrer los haces en inclinación, al hacer girar en acimut, y al mover el montaje completo hacia arriba y hacia abajo en el agujero de pozo y repetir el procedimiento anterior, se interroga la relación Vp/Vs de un volumen 3D alrededor del agujero de pozo y de este modo se pueden obtener imágenes 3D de la relación Vp/Vs in situ de las rocas que circundan el agujero de pozo.

5 Los métodos descritos anteriormente ofrecen una propiedad ventajosa porque la diferencia de frecuencia $f_1 - f_2$ es muy específica, permitiendo el análisis espectral para mejorar la relación de señal con ruido de las mediciones. Más aún, si ambas frecuencias f_1 y f_2 se interfieren simultáneamente de forma proporcional, la señal $f_1 - f_2$ de frecuencia de diferencia resultante también será una señal interferida bien definida. El código variable en tiempo puede incluir una o más de una variación en amplitud, una variación en frecuencia, y/o una variación en fase del primer, segundo
10 o tanto el primer como el segundo haces u ondas. La tercera onda de diferencia puede ser de banda amplia si una de las frecuencias principales se barre a través de un rango de frecuencias mientras que se fija su relación de frecuencia. De esta manera, el tercer haz resultante $f_1 - f_2$ se barren a través de un amplio rango de frecuencias, mientras que se conserva la misma dirección. Esto permite la mejora en la relación de señal a ruido mediante autocorrelación estándar de la señal interferida o codificada.

15 Debido a que el vector de onda $k_3 = k_1 - k_2$ está bien definido, la discriminación de señal a ruido de la tercera onda registrada de los receptores 135 se puede mejorar más al emplear receptores de tres componentes en el agujero de pozo. Las señales de los tres componentes se pueden ajustar a una directividad específica o una técnica tal como análisis por hodograma.

20 En algunos aspectos de la presente descripción, la relación de señal con ruido se puede mejorar al repetir las etapas anteriores con una polaridad inversa (180 grados fuera de fase) y al agregar los resultados en conjunto. La señal de frecuencia de diferencia retornante se adicionará de forma coherente a que su amplitud es proporcional al producto de las amplitudes de las dos ondas principales y por lo tanto no invertirá la polaridad cuando se invierte la polaridad de la fuente principal, mientras que cualquier ruido lineal generado por las ondas principales en el sistema invertirá la polaridad y se cancelará luego de adición.

25 Se pueden contemplar métodos alternativos con diversas combinaciones no exclusivas de haces y ondas. Por vía de ejemplo no limitante, un método para generar imágenes mediante procesamiento en ordenador de señales acústicas y sísmicas incluye las siguientes etapas. Primero, realizar el análisis espectral del contenido de frecuencia de la tercera onda registrada y reglas de selección aplicables de la señal de frecuencia de diferencia con el fin de aislar la
30 tercera señal de onda generada por el proceso de mezclado no lineal. En el caso de que los sensores incluyan geófonos de tres componentes, determinar la dirección de la tercera onda que golpea en el agujero de pozo utilizando técnicas de orientación. El método continúa al analizar la amplitud de la tercera onda registrada como una función de las relaciones de frecuencia de las ondas de mezclado principales y determinar la ubicación de mezclado donde se originaron las señales de la tercera onda, a partir de las reglas de selección de mezclado no colineal en medios no lineales, los números de onda del primero y segundo haces y la tercera onda y las ubicaciones de las dos
35 fuentes de haces y el arreglo de sensores. El método continúa al construir sismogramas determinados por correlación cruzada de las señales recibidas con las señales de transmisor interferidas para cada combinación de fuente-receptor. El método continúa al realizar la formación de imágenes tridimensionales en tiempo o profundidad al conjunto completo de datos, con el fin de obtener imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales de la formación que circunda un agujero de pozo en cualquiera o en ambos de tiempo y distancia. Se conocen métodos
40 para generar imágenes de los sismogramas, por ejemplo, Hill et al., han proporcionado la metodología general para el caso especial de formación de imágenes a partir de haces.

Otro método alternativo no limitante de formación de imágenes se ilustra en la Figura 7, que muestra el caso de interacciones de un haz 705 estrecho y un haz 710 amplia (ancho). Dado un modelo de fondo liso de Vp y Vs del
45 volumen investigado, la aplicación de las reglas de selección permite el mapeo geométrico de la energía detectada en la ubicación 735 de receptor sobre la zona 730 de mezclado a lo largo del haz estrecho. De esta manera se puede construir una imagen de tiempo de la propiedad no lineal a lo largo del haz estrecho. Al girar en acimut y al mover el montaje a lo largo del agujero de pozo, se puede construir una imagen tridimensional en tiempo de un volumen centrado en el agujero de pozo. La repetición sucesiva de la medición a diferentes inclinaciones de haz, y al alterar la relación α de frecuencia f_2/f_1 se producen una serie de imágenes tridimensionales en tiempo. Esta
50 redundancia en la formación de imágenes permite la refinación adicional del modelo de fondo liso y una imagen espacial tridimensional.

Se ha encontrado que los parámetros no lineales de rocas se relacionan un número de parámetros de depósitos de hidrocarburos importantes, tales como variaciones con la saturación de gas, crudo y agua, esfuerzo efectivo, densidad de fractura y contenido mineralógico. Por ejemplo, véase Ostrovsky and Johnson 2001. En determinados
55 aspectos de esta descripción, las imágenes 3D de propiedades no lineales construidas por este método se transforman para proporcionar información cuantitativa en la distribución de estas propiedades alrededor del agujero de pozo en el momento de registro. Adicionalmente, se utilizan repeticiones secuenciales de este método para detectar cambios en las propiedades del depósito durante el tiempo para propósitos de monitoreo de depósitos.

Los registros de las formas de onda recibidas se procesan para generar una imagen de las características no lineales de la formación. La directividad del haz y el tiempo de vuelo pueden fijar las ubicaciones donde se generan las ondas dispersa, distinguir este dispositivo de las técnicas de formación de imágenes sónica normales utilizando fuentes de monopolo y dipolo, no direccionales, convencionales.

- 5 Aunque se ha descrito la invención en detalle para el propósito de ilustración en base a lo que se considera actualmente que son las realizaciones mas prácticas y preferidas, se entenderá que dichos detalles es solo para ese propósito y que la invención no se limita a las realizaciones descritas, sino que, por el contrario, se propone cubrir modificaciones y disposiciones equivalentes que están dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas. Como un ejemplo adicional, se entenderá que la presente invención contempla que, al grado posible, se pueden combinar uno o más características de cualquier realización con una o más características de cualquier otra realización.
- 10

REIVINDICACIONES

1. Un método para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales en una región remota desde un agujero de pozo (110) utilizando una herramienta de registro transmitida, el método comprende:
- disponer una primera fuente (105) en el agujero de pozo (110) y generar energía elástica a una primera frecuencia;
- 5 disponer una segunda fuente (115) en el agujero de pozo (110) y generar energía elástica en una segunda frecuencia, en donde la energía elástica en la primera y la segunda frecuencia se intersectan en una zona (130) de mezclado ubicada lejos del agujero de pozo (110);
- caracterizado porque el método comprende adicionalmente:
- 10 recibir, mediante un arreglo de sensores (135), en el agujero de pozo (110) una tercera onda elástica, con una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y segunda frecuencias y una dirección de propagación hacia el agujero de pozo (110) creado por un proceso de mezclado no colineal de tres ondas en una zona (130) de mezclado no lineal;
- 15 identificar una ubicación de la zona (130) de mezclado de tres ondas con base en la disposición de la primera y segunda fuentes (105, 115), la dirección de la tercera onda y reglas de selección que rigen mezclado no colineal en medios no lineales de forma acústica; y
- crear imágenes tridimensionales de las propiedades no lineales utilizando datos registrados al repetir la generación, recibir e identificar en una pluralidad de acimuts, inclinaciones y ubicaciones longitudinales de la primera fuente (105) o la segunda fuente (115), o ambas dentro del agujero de pozo (110).
2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, en donde la primera fuente (105) y la segunda fuente (115) se configuran para generar energía elástica seleccionada del grupo que consiste de:
- 20 haces dirigibles, ondas con direccionalidad limitada, y combinaciones de los mismos.
3. El método de acuerdo con la reivindicación 2, en donde la energía elástica que se propaga de nuevo al agujero de pozo (110) se genera por la interacción no lineal en la región remota del agujero de pozo (110) es de la primera fuente (105) que se configura para generar uno de compresión o corte de energía elástica en la primera frecuencia y desde la segunda fuente (115) que se configura para generar uno de compresión o corte de energía elástica en la segunda frecuencia.
- 25 4. El método de acuerdo con la reivindicación 2, en donde la primera fuente (105) y la segunda fuente (115) comprenden un arreglo de fuentes.
- 30 5. El método de acuerdo con la reivindicación 2, en donde la primera fuente (105), la segunda fuente (115), y el arreglo (135) de sensores se disponen sobre ya sea un cuerpo de herramienta común de la herramienta de registro transmitida o sobre cuerpos de herramienta separados que se pueden mover independientemente a lo largo de un eje longitudinal del agujero de pozo (110) de la herramienta de registro transmitida.
6. El método de acuerdo con la reivindicación 2, en donde el arreglo (135) de sensores comprende tres sensores de componentes sujetos a una pared del agujero de pozo (110).
- 35 7. El método de acuerdo con la reivindicación 2, comprende concentrar la energía de la onda en la primera frecuencia y/o la onda en la segunda frecuencia en un acimut e inclinación preferida, con relación a un eje longitudinal del agujero de pozo (110).
8. El método de acuerdo con la reivindicación 2, que comprende generar la onda en la segunda frecuencia en un rango de frecuencias f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$, y valores de barrido de α .
- 40 9. El método de acuerdo con la reivindicación 8, que comprende repetir la concentración de la energía de la onda a la segunda frecuencia en un azimut e inclinación seleccionados, con relación a un eje longitudinal del agujero de pozo (110) y la generación de la onda en la segunda frecuencia en un rango de frecuencias f_2 de la forma $f_2 = \alpha f_1$, y valores de barrido de α después de rotar la segunda fuente (115) a un acimut seleccionado con respecto a un eje longitudinal del agujero de pozo (110), después de mover las fuentes y/o el arreglo (135) de sensores a lo largo de un eje longitudinal del agujero de pozo (110), mientras que la onda en la segunda frecuencia tiene una polaridad inversa de la onda en la primera frecuencia.
- 45

10. El método de acuerdo con la reivindicación 8, que comprende obtener una pluralidad de exploraciones radiales al alterar las separaciones entre la primera y/o la segunda fuente (115) y/o el arreglo (135) de sensores con el fin de cambiar una profundidad de investigación y resolución de las imágenes tridimensionales.
- 5 11. El método de acuerdo con la reivindicación 8, que comprende ya sea la interferencia o codificación o tanto interferencia como codificación en cualquiera o ambas de la energía acústica transmitida por la primera fuente (105) y la segunda fuente (115).
12. El método de acuerdo con la reivindicación 8, que comprende modular una amplitud, una fase, un periodo o cualquier combinación de los mismos de ya sea la energía acústica en la primera frecuencia o la energía acústica a la segunda frecuencia.
- 10 13. Un aparato para crear imágenes tridimensionales de propiedades no lineales de las formaciones rocosas remotas desde un agujero de pozo (110) utilizando una herramienta de registro transmitida, el aparato comprende:
- una primera fuente (105) dispuesta en el agujero de pozo (110) y configurada para generar energía elástica a una primera frecuencia;
- 15 una segunda fuente (115) dispuesta en el agujero de pozo (110) y configurada para generar energía elástica en una segunda frecuencia, en donde la energía en la primera frecuencia y en la segunda frecuencia se intersectan en una ubicación lejos del agujero de pozo (110);
- caracterizada porque el aparato comprende adicionalmente:
- un arreglo (135) de sensores configurado para recibir una tercera onda elástica cuando las propiedades no lineales de una región de interés resultan en la creación, mediante un proceso de mezclado de tres ondas, una tercera onda elástica, que tiene una frecuencia igual a una diferencia entre la primera y la segunda frecuencias y una dirección de propagación hacia el agujero de pozo (110); y
- 20 un procesador dispuesto para crear las imágenes tridimensionales con base, en parte, en las propiedades de la tercera onda recibida y la disposición de la primera y segunda fuentes (105, 115).
14. El aparato de acuerdo con la reivindicación 13, comprende adicionalmente:
- 25 un dispositivo configurado para transmitir datos a la boca de pozo a través de un cable de línea fija para una herramienta cableada; y un procesador posterior dispuesto en el agujero de pozo (110) para controlar los registros de la tercera onda elástica.
15. Un método implementado por ordenador dispuesto para realizar el método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12.
- 30

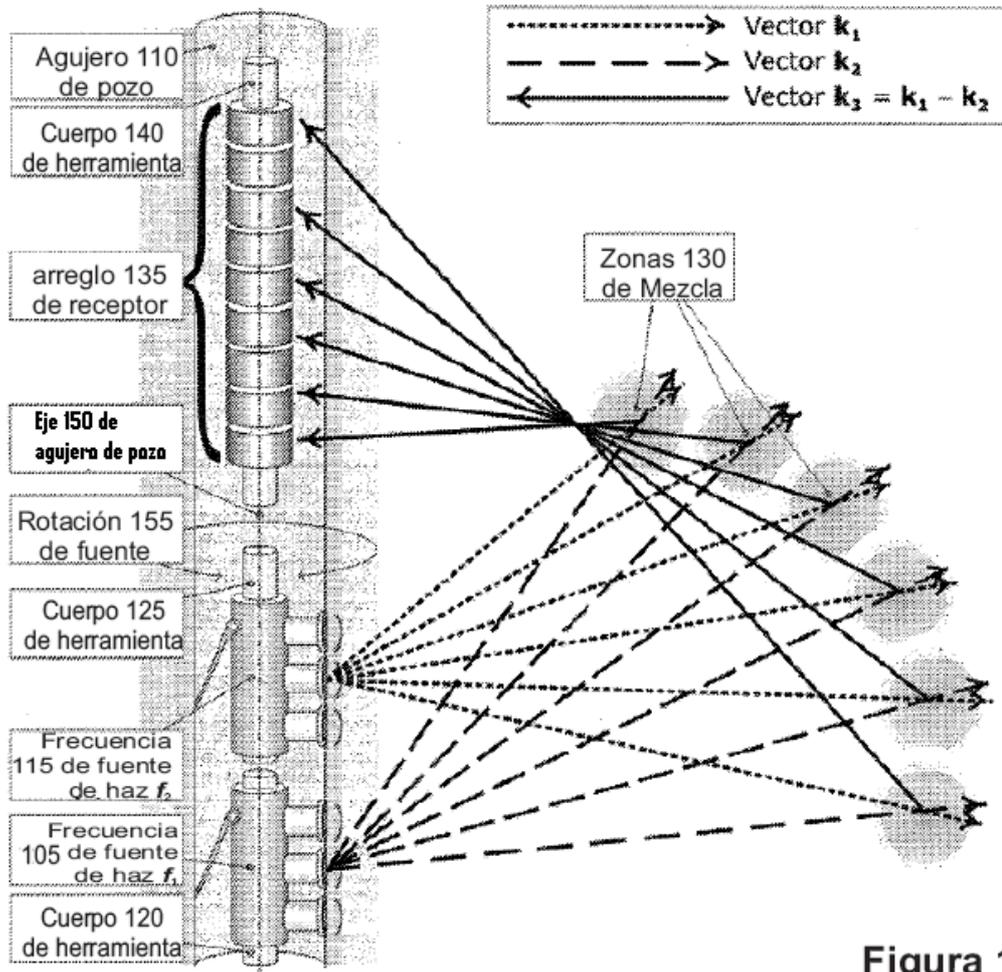


Figura 1

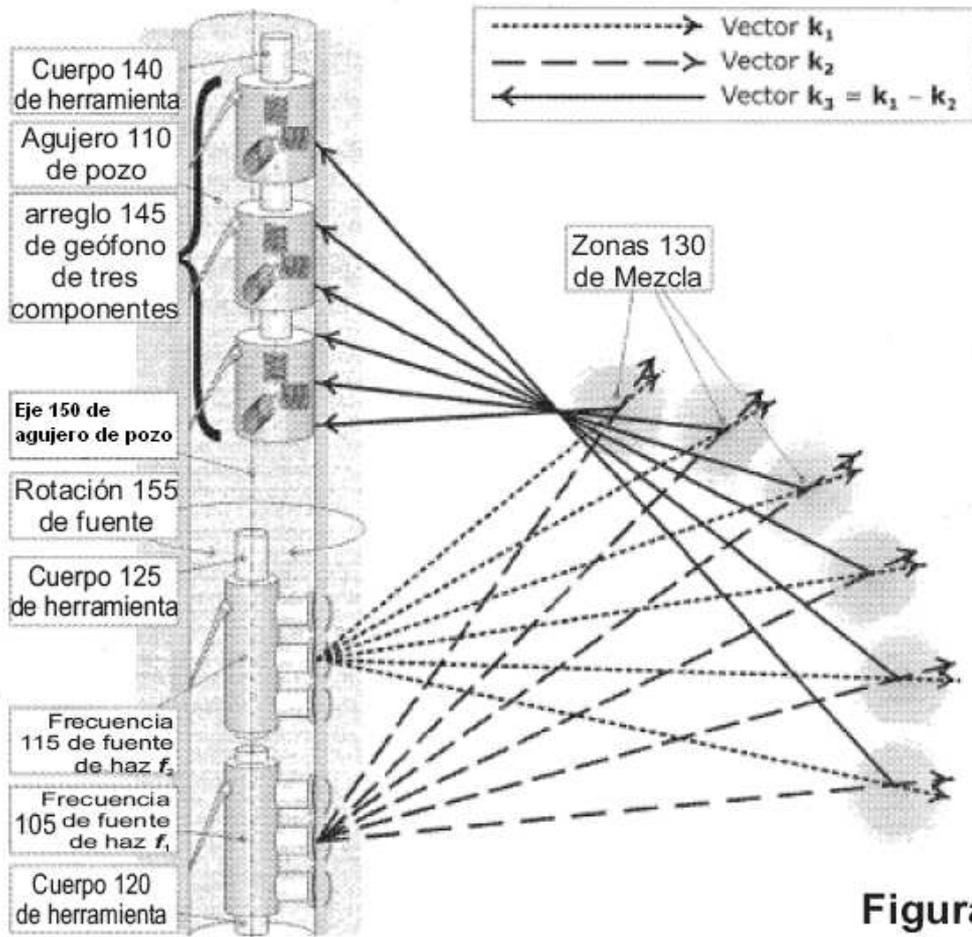


Figura 2

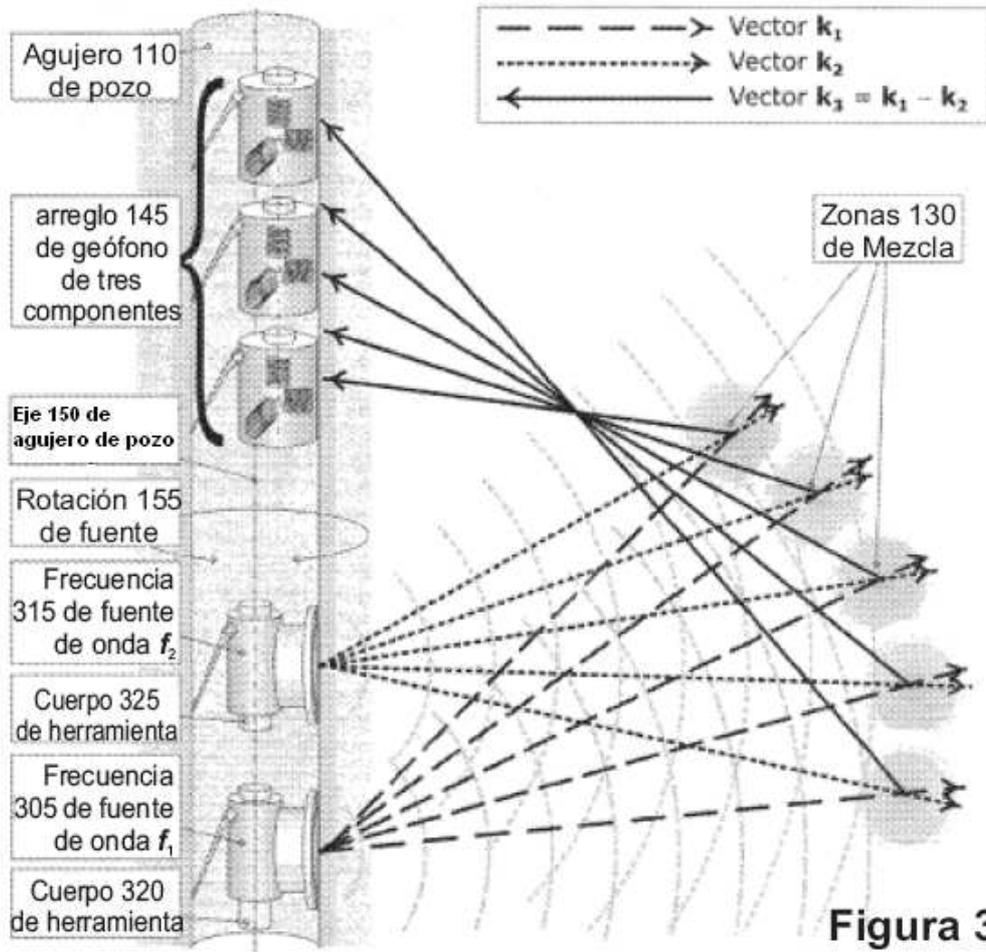


Figura 3

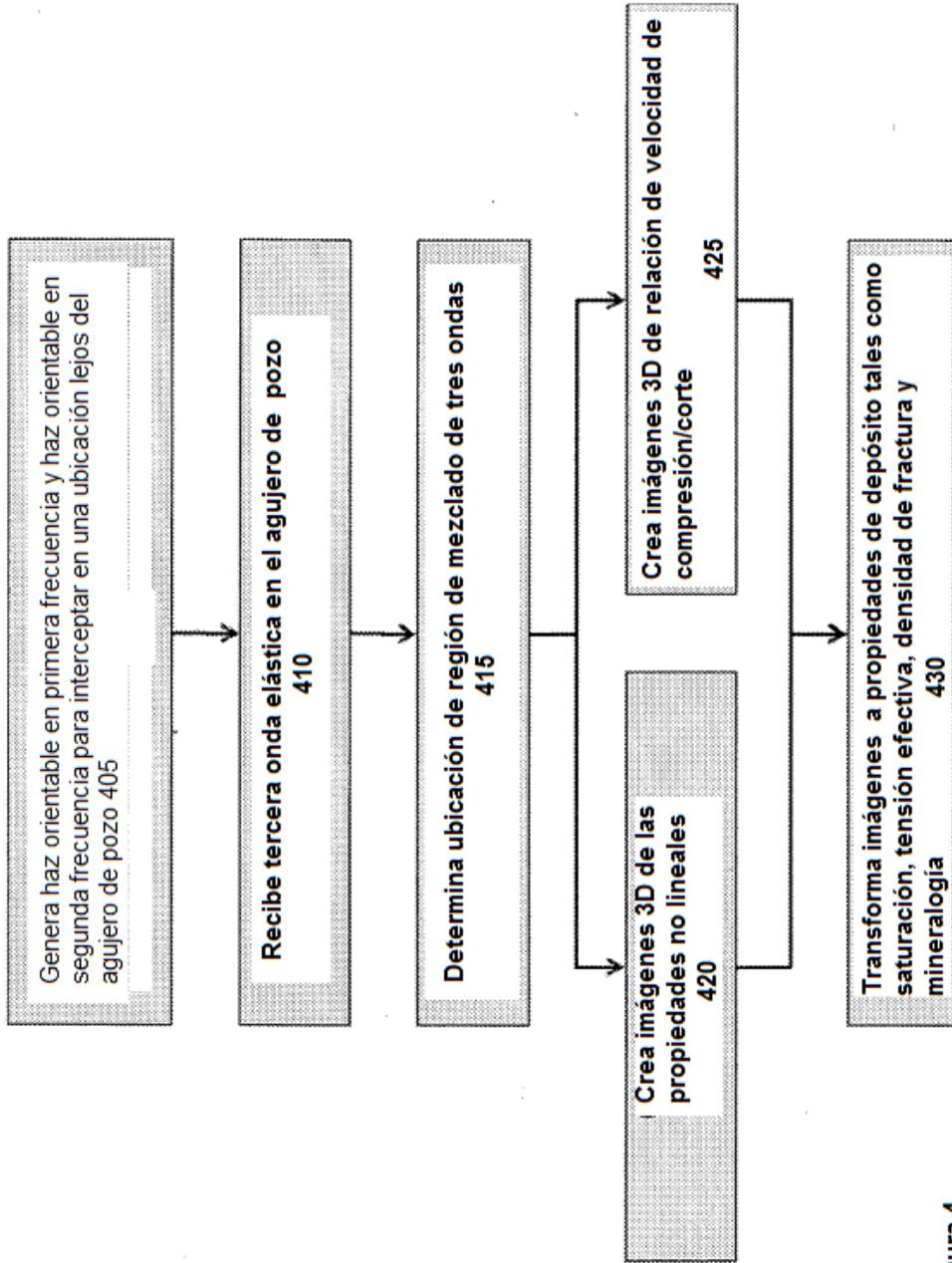
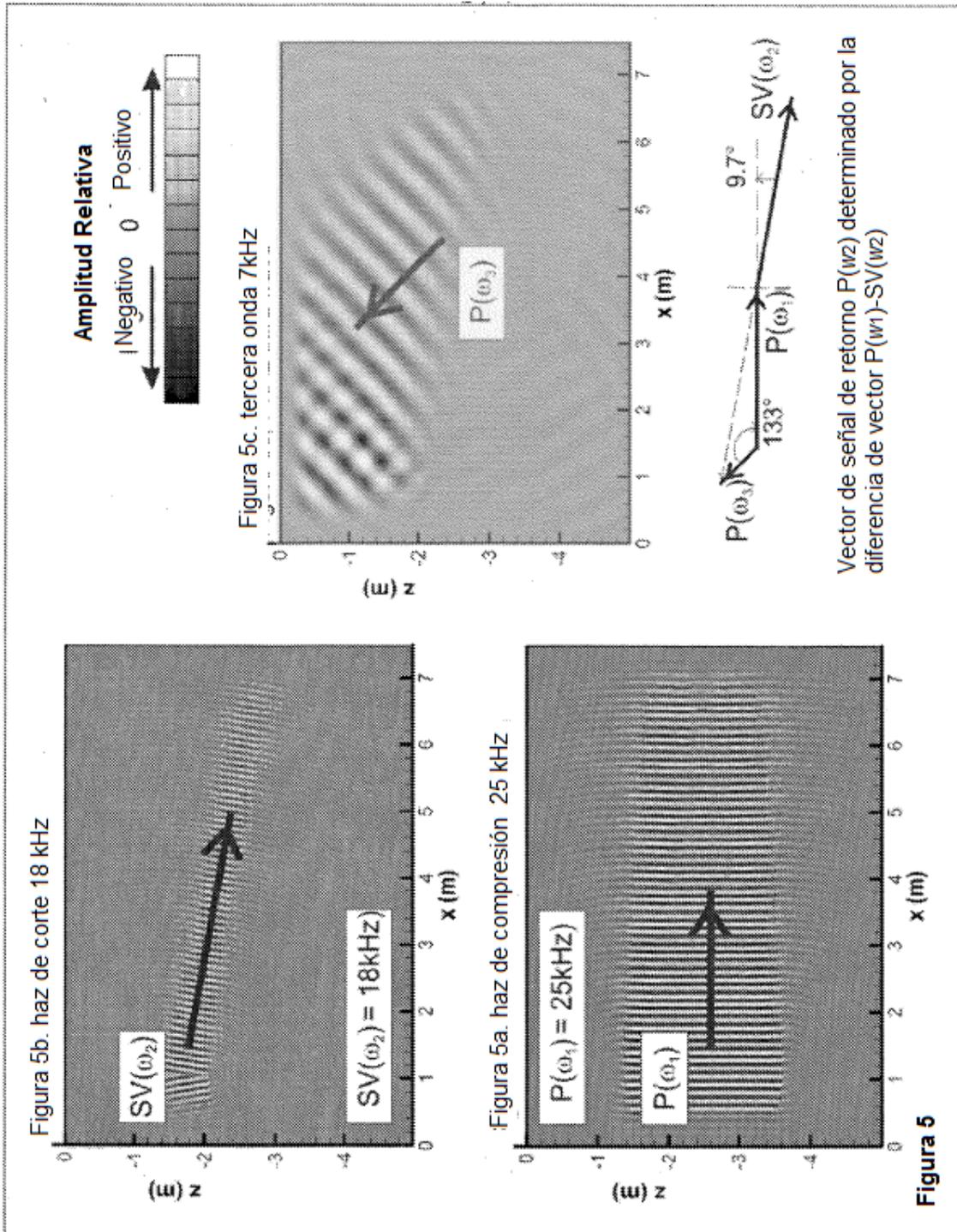


Figura 4



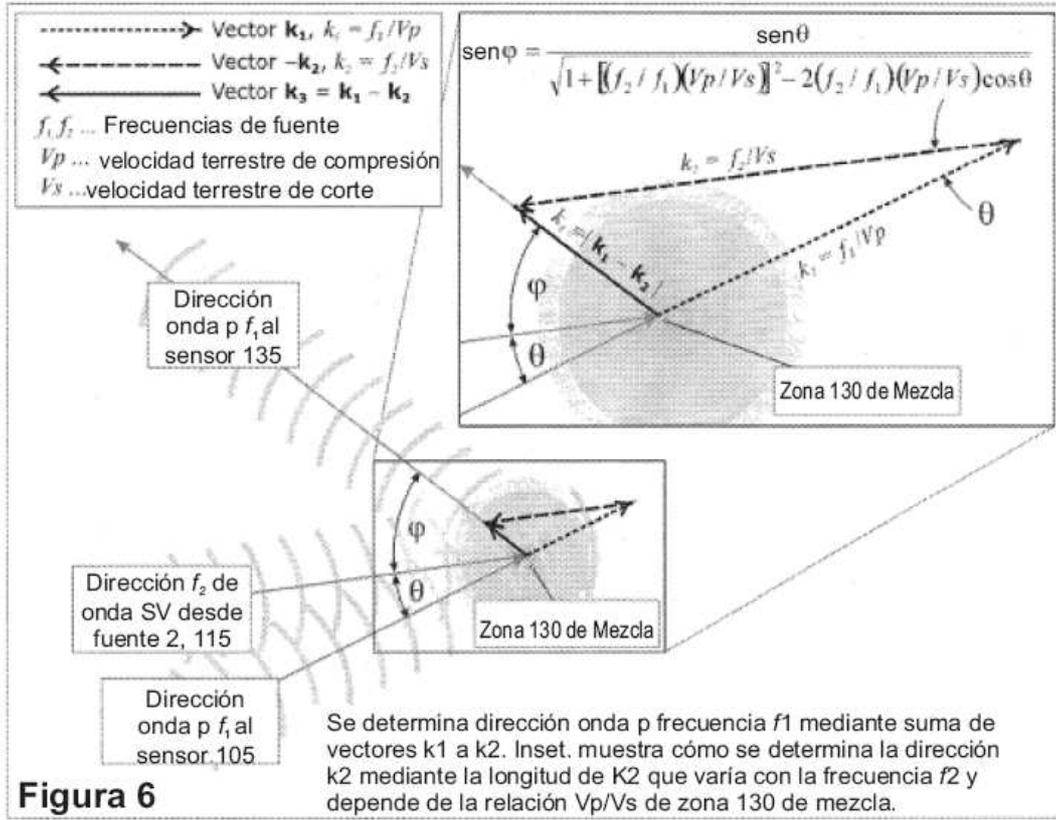


Figura 6

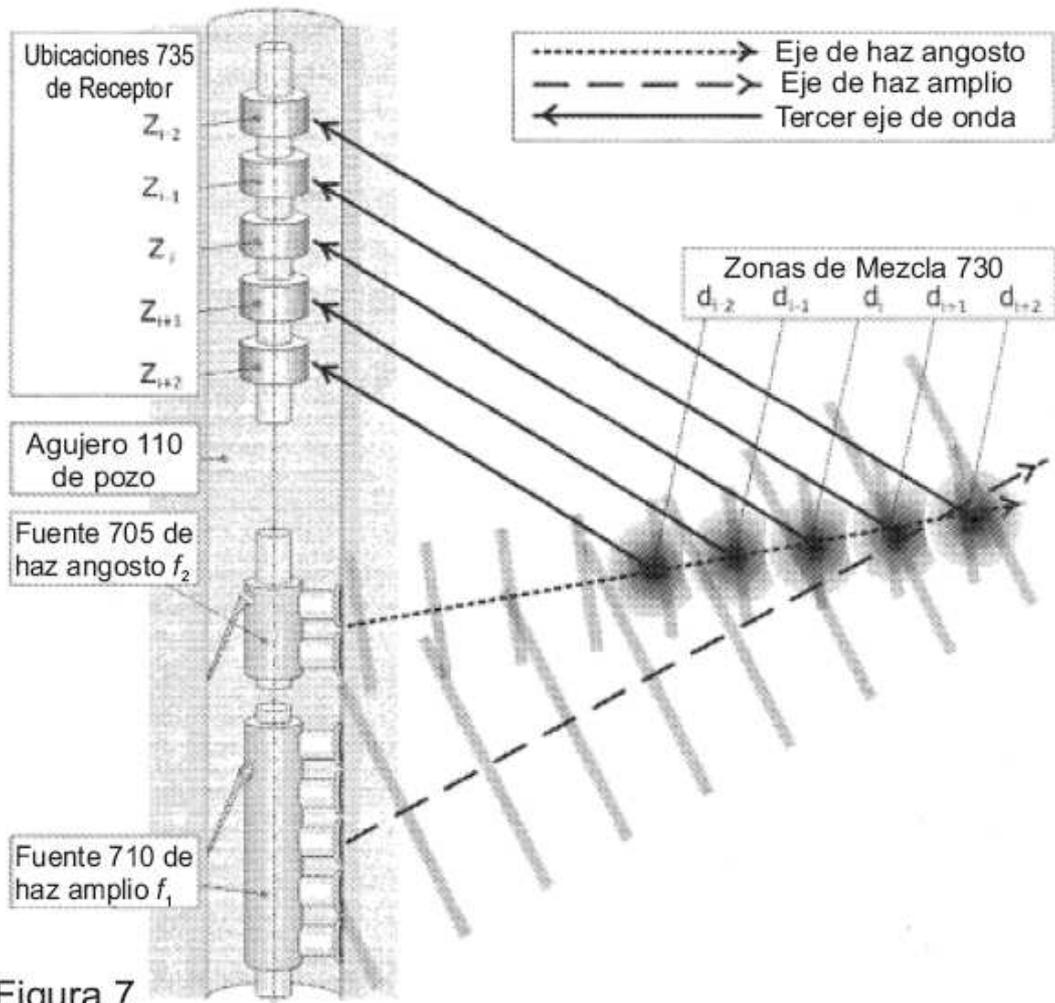


Figura 7